

# **Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Kraftwerksprojekts *Regionalkraftwerk Mittlerer Inn***

Studie im Auftrag von  
**WWF Tirol**

**Endfassung**  
**19. August 2013**

**e3 consult OG**

Andreas-Hofer-Straße 28a  
A-6020 Innsbruck

Tel. +43 512 908892

E-Mail [office@e3-consult.at](mailto:office@e3-consult.at)

[www.e3-consult.at](http://www.e3-consult.at)



## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>II</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Vorgehen und energiewirtschaftliche Randbedingungen</b> .....	<b>2</b>
2.1 Methodischer Ansatz .....	2
▪ Spezifische Stromgestehungskosten .....	2
▪ Kapitalwert und Amortisationszeit .....	3
2.2 Technische und wirtschaftliche Parameter RMI .....	4
▪ Regelarbeitsvermögen .....	4
▪ Investitionskosten .....	4
▪ Kosten für Betrieb und Wartung .....	4
▪ Kosten für Portfoliomanagement, Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Primärregelung .....	5
▪ Zinssatz und Betrachtungszeitraum .....	6
2.3 Strompreisentwicklung .....	7
▪ Aktuelle Entwicklung .....	7
▪ Ausblick 2020/2030 .....	10
<b>3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung</b> .....	<b>12</b>
3.1 Spezifische Stromgestehungskosten .....	12
3.2 Kapitalwert und Amortisationszeit .....	14
<b>4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen</b> .....	<b>17</b>
<b>5 Literatur</b> .....	<b>18</b>

## Zusammenfassung

Die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG entwickelt und plant am Standort Polling/Petttau das Laufwasserkraftwerk Regionalkraftwerk Mittlerer Inn, das bei einer Engpassleistung von rd. 21,2 MW ein Regelarbeitsvermögen von knapp 92 GWh/a aufweisen soll. Neben den grundsätzlichen Diskussionen mit u. a. den vom Projekt betroffenen Grundeigentümern sowie Umweltschutzverbänden rückt zunehmend die Frage der Wirtschaftlichkeit des 130 Mio. €-Projekts in den Fokus der öffentlichen Diskussion, zumal hierzu bisher auch keine konkreten Aussagen durch den Projektwerber kommuniziert wurden.

Auch wenn viele Energieversorgungsunternehmen von den in der Vergangenheit getroffenen Entscheidungen zum Bau von Wasserkraftwerken durch die vergleichsweise niedrigen Betriebskosten der alten, abgeschriebenen Anlagen profitieren, müssen heute anstehende Investitionsentscheidung an die sich geänderten energiewirtschaftlichen aber auch finanzierungsrelevanten Randbedingungen angepasst werden. Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult mit der Erstellung einer Kurzstudie zu den wirtschaftlichen Perspektiven des Kraftwerksprojekts Mittlerer Inn beauftragt, deren Ergebnisse sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- **Hohe spezifische Stromgestehungskosten:** Als realistische Bandbreite der spezifischen Stromgestehungskosten lässt sich für das Kraftwerksprojekt Mittlerer Inn 80 bis 90 €/2013/MWh ableiten.
- **Aktuell sehr niedriges Strompreisniveau:** Die aktuellen jahresmittleren Referenzpreise an den Strombörsen liegen für Lieferungen zwischen 2014 und 2019 in einem Bereich von 35 bis 37 €/2013/MWh.
- **Moderate Strompreisentwicklung:** Mittelfristige Szenarios mit Strompreisen im Jahresdurchschnitt von über 80 €/2013/MWh sind sehr unwahrscheinliches – eine Bandbreite zwischen 50 und 60 €/2013/MWh im Zeitraum 2020/2030 ist aus energiewirtschaftlicher Sicht darstellbar.
- **Saisonal ungünstige Erzeugungsstruktur:** Die grundsätzlich nicht auf das Kraftwerksprojekt Mittlerer Inn beschränkte Problematik fehlender kostendeckender Strompreise wird für Wasserkraftwerke ohne Speicher jedoch noch verschärft, da in den abflussreichen Sommermonaten die Strompreise überproportional stark durch die strompreisdämpfenden Effekten des Photovoltaik-Ausbaus unter Druck geraten.
- **Hohes Risiko fehlender Amortisation:** Die projektimmanenten Nachteile der hohen spezifischen Investitionskosten und des fehlenden Speichers führen in Konsequenz dazu, dass sich die Investitionen in das Kraftwerksprojekt Mittlerer Inn mit einer sehr hohen Wahrscheinlichkeit nicht amortisieren werden. Mit den im Rahmen dieser Studie unterstellten Basisannahmen weist das 130 Mio. €2013-Projekt bspw. nach 60 Jahren Betriebszeit einen negativen Kapitalwert von rd. -36 Mio.€2013 auf.

# 1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (IKB) entwickelt und plant am Standort Polling/Petttnau das Laufwasserkraftwerk Regionalkraftwerk Mittlerer Inn (RMI), das bei einer Engpassleistung von rd. 21,2 MW ein Regelarbeitsvermögen von knapp 92 GWh/a aufweisen soll. Nach einer dreijährigen Bauzeit (2017 – 2019) soll das Kraftwerk Ende 2019 in Betrieb gehen [1].

Neben den Diskussionen mit u. a. den vom Projekt betroffenen Grundeigentümern sowie Umweltschutzverbänden rückt zunehmend auch die Frage der Wirtschaftlichkeit des 130 Mio. €-Projekts in den Fokus der öffentlichen Diskussion [2]. Nicht zuletzt auf Grund der Eigentümerstruktur der IKB (Stadt Innsbruck 50 % plus eine Aktie und TIWAG 50 % minus eine Aktie) ist zu erwarten, dass die Wirtschaftlichkeit des Projekts aus Sicht der Tiroler vor allem aber der Innsbrucker Politik ein wichtiges Argument bei der Entscheidungsfindung für oder gegen das Projekt RMI darstellen wird, zumal nach Aussage der IKB das Kraftwerksprojekt sicherstellen soll, dass „[...] weiterhin ein günstiger Strompreis angeboten werden kann, da die Abhängigkeit von Importen und Marktschwankungen verringert wird“ [1]. Bisher sind jedoch mit Ausnahme der o. a. Schätzungen der Investitionskosten durch den Projektwerber keine konkreten Aussagen zur Wirtschaftlichkeit des Regionalkraftwerks Mittlerer Inn öffentlich verfügbar.

Vor diesem Hintergrund wurde die e3 consult vom WWF Tirol mit einer Kurzstudie *„Bewertung der wirtschaftlichen Perspektiven des Kraftwerksprojekts Regionalkraftwerk Mittlerer Inn“* beauftragt. Die Studie soll insbesondere eine Abschätzung der mittleren Erzeugungskosten des Kraftwerksprojekts durchführen und diese dem aktuellen Preisniveau an den Strombörsen gegenüberstellen. Zusätzlich soll aufgezeigt werden, inwieweit die Erzeugungskosten langfristig mit den Referenzpreisen an den Strombörsen konkurrieren und damit einen positiven Wertbeitrag für den oder die Eigentümer des Kraftwerks leisten können.

Hierzu werden einleitend in Kapitel 2 die Methodik und die energiewirtschaftlichen Randbedingungen für eine Projektbewertung dargestellt. In Kapitel 3 werden anschließend die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen vorgestellt und im abschließenden Kapitel 4 werden daraus Schlussfolgerungen und Empfehlungen abgeleitet.

Ziel der Studie ist dabei nicht die Durchführung einer umfassenden Wirtschaftlichkeitsanalyse oder eines Variantenvergleichs, da ein Großteil der hierfür notwendigen Informationen öffentlich nicht verfügbar ist bzw. erst mit zunehmendem Planungsfortschritt verfügbar sein wird. Die Ergebnisse der Studie sollen jedoch einen energiewirtschaftlich fundierten Beitrag zu den Diskussionen über die wirtschaftlichen Chancen und Risiken des Regionalkraftwerks Mittlerer Inn liefern.

## 2 Vorgehen und energiewirtschaftliche Randbedingungen

Durch die Liberalisierung des europäischen Strommarktes und der damit verbundenen Einführung wettbewerblicher Strukturen haben sich u. a. auch die Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung von Erzeugungsprojekten grundlegend geändert. Vor der Liberalisierung wurden die für ein Gebietsmonopol vom jeweiligen Versorger angesetzten Strompreise meist über eine rein kostenbasierte Berechnungsmethode ermittelt. Entsprechend korrelierten die Strompreise – die von den verantwortlichen Behörden genehmigt werden mussten – mit den Erzeugungskosten des Kraftwerksparks im Gebietsmonopol. Dadurch wurde implizit gewährleistet, dass der gesamte Erzeugungspark wirtschaftlich betrieben werden konnte. Demgegenüber werden heute die Strompreise und damit die Erlöse von Kraftwerken aus Angebot und Nachfrage an der für eine Region maßgeblichen Strombörse gebildet, wodurch die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken nicht mehr per se gegeben ist sondern von der jeweiligen Kostenstruktur der Anlage und den Erlösen aus dem Stromverkauf bestimmt wird.

Auch wenn viele Energieversorgungsunternehmen von den in der Vergangenheit getroffenen Entscheidungen zum Bau von Wasserkraftwerken durch die vergleichsweise niedrigen Betriebskosten der alten, abgeschriebenen Anlagen profitieren, müssen heute anstehende Investitionsentscheidung an die sich geänderten energiewirtschaftlichen aber auch finanzierungsrelevanten Randbedingungen angepasst werden. Neben dem entstandenen Wettbewerb im Strommarkt und der damit gegebenen Möglichkeit für Verbraucher, ihren Versorger wechseln zu können, sind dies bspw. die zunehmende Stromerzeugung aus den (geförderten) fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne oder die durch Basel III geänderten Anforderungen von Banken an die Finanzierung von Großprojekten.

Die Wirtschaftlichkeit einer Investition in ein Wasserkraftprojekt wird dabei grundsätzlich von einer Reihe unterschiedlicher Randbedingungen bestimmt. Neben der Kosten- (Investitions- und Betriebskosten) und Erlösseite (Einnahmen aus Stromverkauf) sind dies insbesondere die Art der Finanzierung (Eigen- und Fremdkapital) sowie mögliche Förderungen. Da ein Großteil dieser RMI-spezifischen Randbedingungen öffentlich und damit auch für die vorliegende Studie nicht verfügbar ist, werden die für eine Wirtschaftlichkeitsbewertung benötigten Parameter anhand der Analyse von vergleichbaren Wasserkraftwerken sowie von Literaturwerten hergeleitet und transparent dargestellt. Zu Beginn wird zusätzlich kurz auf den gewählten methodischen Ansatz zur Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten sowie des Kapitalwerts bzw. der Amortisationszeit eingegangen.

### 2.1 Methodischer Ansatz

#### ▪ Spezifische Stromgestehungskosten

Als spezifische Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity – LCOE) versteht man den über die Nutzungsdauer einer Anlage ermittelten finanzmathematischen Mittelwert der Stromgestehungskosten. Dabei werden die Barwerte aller Ausgaben (Investitionskosten und

jährliche Betriebsausgaben) durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Die LCOE-Berechnung erfolgt dabei nach folgender Formel ([3], [4]):

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE ..... Stromgestehungskosten in €/MWh

$I_0$  ..... Investitionsausgaben in €

$A_t$  ..... Betriebsausgaben im jeweiligen Jahr in €/a

$M_{el}$  ..... Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in MWh/a

$i$  ..... kalkulatorischer Zinssatz in %

$n$  ..... kalkulatorische Nutzungsdauer in Jahren

$t$  ..... jeweiliges Nutzungsjahr (1, 2, ...n)

Die spezifischen Stromgestehungskosten werden häufig zum Vergleich unterschiedlicher Varianten eines Investitionsvorhabens oder für den Vergleich unterschiedlicher Technologien genutzt, da durch die Diskontierung aller Ausgaben und der erzeugten Strommenge auf den gleichen Bezugspunkt eine Vergleichbarkeit der LCOE erreicht wird. Allerdings stellen die Stromgestehungskosten eine reine Vergleichsrechnung auf Kostenbasis dar und lassen damit ohne zusätzliche Berücksichtigung der Einnahmenseite noch keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer Investition zu.

#### ▪ **Kapitalwert und Amortisationszeit**

Im Entscheidungsfindungsprozess potenzieller Investoren stellen die spezifischen Stromgestehungskosten nur eine Variable unter vielen (möglichen) dar – Gewinn- & Verlustrechnung, interner Zinsfuß, Kapitalwert oder Amortisationszeit werden zumindest als Ergänzung häufig jedoch anstelle einer LCOE-Berechnung im Zuge der wirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksprojekten ermittelt. Neben der Ermittlung der spezifischen Stromgestehungskosten wird daher im Rahmen dieser Studie auf Grundlage der Kapitalwertmethode eine vereinfachte dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Projekt RMI durchgeführt. Der Kapitalwert (Net Present Value – NPV) stellt dabei die Differenz aus der Summe der Barwerte aller Einnahmen und der Summe der Barwerte aller Ausgaben innerhalb des Betrachtungszeitraums einer Investition dar (vgl. u. a. [4]). Im Gegensatz zum Ergebnis der LCOE-Berechnung lassen sich durch die implizite Berücksichtigung der Einnahmenseite unmittelbar Aussagen zur Wirtschaftlichkeit einer Investition (d. h. positiver Kapitalwert) sowie u. a. zur Amortisationszeit (d. h. Zeit bis zur Erreichung eines positiven Kapitalwerts) ableiten.

## 2.2 Technische und wirtschaftliche Parameter RMI

### ▪ Regelarbeitsvermögen

Als jährliche Netto-Stromerzeugung wird das vom Projektwerber angegebene Regelarbeitsvermögen (RAV) von 92,0 GWh/a berücksichtigt [1]. Unklar ist jedoch, ob es sich dabei um das Brutto- oder Netto-RAV handelt (d. h. Erzeugung an der Generatorklemme oder nach Abzug des Eigenverbrauchs und der kraftwerksinternen Verluste in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge). Erzeugungsverluste, die durch Maßnahmen zur Schwalldämpfung sowie regelmäßige Stauraumpülungen entstehen (rd. 3 bis 4 GWh/a), sind im RAV von 92,0 GWh/a bereits berücksichtigt [5].

### ▪ Investitionskosten

Die Investitionskosten (Capital Expenditures – CAPEX) für das Kraftwerksprojekt werden mit 130 Mio. € angegeben [1], wobei sich aus dieser Zahl nicht ableiten lässt, ob darin bspw. auch die Planungs- und Genehmigungskosten, Bauzeitinsen, Kosten für Unvorhergesehenes oder Kosten für Versicherungen während der Bauzeit enthalten sind. Für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie wird unterstellt, dass diese Kosten in den 130 Mio. € bereits berücksichtigt sind<sup>1</sup> – sollten diese Kostenposition demgegenüber nicht in den 130 Mio. € enthalten sein, können die tatsächlichen Investitionskosten durchaus noch um 10 bis 20 % ansteigen

Allerdings werden Investitionskosten von Kraftwerksprojekten häufig als sog. „overnight costs“ im Geldwert des aktuellen Jahres angegeben, d. h. auf das Projekt RMI bezogen, würden die Kosten nur dann 130 Mio. € betragen, wenn dieses „von heute auf morgen“ im Jahr 2013 gebaut werden könnte. Im Rahmen einer weitergehenden Wirtschaftlichkeitsbewertung müssen die Investitionskosten jedoch unter Berücksichtigung der Inflationsrate auf die Bauzeit aufgeteilt werden.

### ▪ Kosten für Betrieb und Wartung

Für das Projekt RMI sind keine Angaben zu den laufenden Kosten (Operational Expenditures – OPEX) für u. a. Betrieb, Wartung und Versicherungen verfügbar, so dass für die weiteren Analysen auf Literaturwerte zurückgegriffen werden muss. Generell zeigen dabei die OPEX auf Grund der hohen Abhängigkeit vom konkreten Standort, der Größe sowie der Anlagenkonfiguration eine hohe Bandbreite. Typische Werte liegen zwischen 1 und 4 % der Investitionskosten als jährliche Aufwendungen für Betrieb und Wartung [6] – auf das RMI bezogen lägen diese zwischen 1,3 und 5,2 Mio. €<sub>2013</sub>. Demgegenüber ging der Verbund in einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2007 davon aus, dass die Betriebskosten für Wasserkraftanlagen bei optimaler Auslegung und wartungsarmem Betrieb zumeist unter 10 €/MWh liegen [7]. Unter Berücksichtigung der allgemeinen Preissteigerung zwischen 2006 und 2013 würde dieser

---

<sup>1</sup> Das RMI fällt dabei nicht unter das Ökostromgesetz, da gemäß Ökostromgesetz § 5 Abs. 1 Z 19 nur Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung zwischen 10 MW bis einschließlich 20 MW als mittlere Wasserkraftanlage eingestuft werden und damit förderberechtigt sind.



Wert heute bei rd. 12 €<sub>2013</sub>/MWh liegen und damit auf das RMI bezogen 1,1 Mio. €<sub>2013</sub>/a oder jährlich 0,8 % der Investitionskosten betragen. Auch wenn für das RMI durch den zu erwartenden vergleichsweise hohen Aufwand für die Stauraumbewirtschaftung, das Geschiebemanagement oder den Grundwasserhaushalt die Aufwendungen für Betrieb und Wartung durchaus deutlich über diesen Durchschnittswerten liegen können, werden die weiteren Analysen auf Grund des Fehlens RMI-spezifischer Zahlen mit dem oben genannten pauschalen Erfahrungswert durchgeführt.

Die Kosten für Betrieb und Wartung berücksichtigen i. Allg. nicht die Aufwendungen im Zuge von Großrevisionen, welche für eine geplante Anlagenlebensdauer von mehreren Jahrzehnten periodisch durchzuführen sind (z. B. Ersatz wesentlicher elektro-maschinellem Anlagenteile, Instandsetzung Wehranlage, etc.). Auf Grund der Unsicherheiten über Höhe und Zeitpunkt der Aufwendungen werden die Kosten von Großrevisionen sowie die Erzeugungsverluste während der Revisionen für die weiteren Analysen nicht berücksichtigt. Umgekehrt fließt jedoch auch ein möglicher Restwert des Kraftwerks nach Ende des unterstellten Betrachtungszeitraums von 60 Jahren (sog. Terminal Value) nicht in die Wirtschaftlichkeitsberechnung ein.

#### ▪ **Kosten für Portfoliomanagement, Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Primärregelung**

Für die Vermarktung der erzeugten Strommengen an einer Strombörse bzw. die Integration in ein bestehendes Absatz-/Vertriebsportfolio fallen i. Allg. Kosten für u. a. Ausgleichsenergie (Prognosefehler), Absicherung von ungeplanten Nichtverfügbarkeiten, Handelsaktivitäten, Abrechnung mit möglichen Projektpartnern, Overhead der Verwaltung, etc. an. Da die Prognosequalität für die Stromerzeugung in Laufwasserkraftwerken vergleichsweise hoch ist und damit der Ausgleichsenergiebedarf zur Abdeckung der Prognosefehler klein ist, liegen diese Kosten für die Laufwasserkraft meist im niedrigen einstelligen €/MWh-Bereich, wobei die tatsächliche Höhe insbesondere auch vom gesamten Erzeugungsportfolio des Anlagenbetreibers bestimmt wird.

Für das Projekt RMI sind die Kosten für das Portfoliomanagement und die Vermarktung nicht bekannt – als Anhaltspunkt können jedoch bspw. die in der Aliquotierungsverordnung 2012 festgelegten Aufwendungen für „übrige Ökostromanlagen“ herangezogen werden. Diese liegen für administrative und finanzielle Aufwendungen bei 0,95 €/MWh und für Ausgleichsenergie bei 0,65 €/MWh (damit in Summe 1,6 €/MWh). Dieser Wert deckt sich dabei auch relativ gut mit der in Anlage 4 des deutschen Erneuerbaren-Energien-Gesetzes 2012 (EEG) als Managementprämie für die Direktvermarktung von EEG-Strom aus Wasserkraftanlagen ab dem Jahr 2015 festgelegten Zusatzvergütung von 2,25 €/MWh. Im Sinne einer konservativen Abschätzung der Kosten für Portfoliomanagement und Vermarktung werden für die weiteren Berechnungen 1,5 €<sub>2013</sub>/MWh berücksichtigt.

Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW sind nach § 6 Abs. 1 und § 8 Abs. 2 der Systemnutzungstarife-Verordnung 2012 - Novelle 2013 zur Entrichtung eines

Netzverlustentgelts und Systemdienstleistungsentgelts sowie nach EIWOG 2010 § 66 Abs. 2 Z 1 zur Übernahme der Kosten für die Primärregelung verpflichtet. Für Tirol liegt das zu entrichtende Systemdienstleistungsentgelt für alle Erzeugungsanlagen über 5 MW Engpassleistung derzeit bei 1,79 €/MWh.

Das Netzverlustentgelt richtet sich demgegenüber nach der Spannungsebene der Einspeisung in das öffentliche Netz, die für das Projekt RMI noch nicht öffentlich kommuniziert wurde. Für das ursprünglich am Standort Telfs geplante Kraftwerk war dabei eine Einspeisung über ein 25 kV Erdkabel in das Umspannwerk Rietz der TIWAG Netz AG auf 110 kV vorgesehen (d. h. Netzebene 4, Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung). Wird für das Projekt RMI dieselbe Netzebene unterstellt, leitet sich ein Netzverlustentgelt von 1,46 €/MWh aus der Systemnutzungstarife-Verordnung 2012 - Novell 2013 ab.

Werden die Kosten für die Primärregelung vernachlässigt ( $\ll 1$  €/MWh), können in Summe Kosten für das Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt von aktuell 3,25 €<sub>2013</sub>/MWh abgeleitet werden. Unklar ist dabei allerdings, inwieweit die bestehenden gesetzlichen Regelungen auch weiterhin anwendbar bleiben oder diese Kosten, bspw. wie in Deutschland, zukünftig auf die Stromverbraucher abgewälzt werden. Da andererseits auch weitere Systemdienstleistungskosten vom Verbraucher auf den Erzeuger verlagert werden könnten, werden die Berechnungen im Rahmen dieser Studie auf Grundlage der aktuellen gesetzlichen Regelungen durchgeführt und ein Wert von 3,0 €<sub>2013</sub>/MWh für die RMI-Bewertung berücksichtigt.

#### ▪ **Zinssatz und Betrachtungszeitraum**

Die Höhe des in die Wirtschaftlichkeitsanalyse eines Projektes einfließenden Zinssatzes (d. h. Kapitalkosten) ist einer der wesentlichen Parameter, der über den wirtschaftlichen Erfolg eines Wasserkraftprojekts entscheidet. Im Vergleich zu den Investitions- und Betriebskosten, die im Wesentlichen von den Standortbedingungen beeinflusst werden, sowie dem erlösbestimmenden Strompreis, der von den allgemeinen Marktbedingungen abhängig ist, wird der projektrelevante Zinssatz vor allem auch von der Gesellschaftsform des Projektbetreibers sowie vom Finanzierungsmodell bestimmt. Damit haben einerseits unterschiedliche Projektbetreiber unterschiedliche Anforderungen an die Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Andererseits bestehen erhebliche Optimierungsspielräume durch die Wahl eines geeigneten Finanzierungsmodells (bspw. Projektgesellschaft).

Im Vergleich zu börsennotierten Unternehmen aus der Energiewirtschaft veröffentlicht die IKB AG in ihren Geschäftsberichten keine Kapitalkosten (WACC – Weighted Average Cost of Capital) – bspw. liegen die durchschnittlichen Kapitalkosten vor Steuern der Verbund AG bei 7,34 % (2012), der E.ON AG bei 7,7 % (2012) oder der EVN AG bei 8,7 % (2011/2012) [8], [9], [10]. Allerdings ist auch bei börsennotierten Unternehmen ohne detaillierte Kenntnis der Finanzierungsstrukturen die Bestimmung der Kapitalkosten für eine konkrete Investition in ein Wasserkraftprojekt grundsätzlich nur schwer darstellbar, da die Kapitalkosten für ein Wasserkraftprojekt häufig von den veröffentlichten durchschnittlichen Kapitalkosten abwei-

chen. Bspw. wird daher auch in der Elektrizitätswerke-Studie 2012 von Ernst & Young [11] eine relativ breite Spanne von 6 bis 8 % für den beobachteten WACC vor Steuer für Investitionen in Kraftwerksanlagen durch regionale Energieversorger angegeben. Optimierungsspielraum besteht dabei durch eine Erhöhung des Anteils an fremdfinanzierten Kapital – aktuell liegen die Fremdkapitalkosten vor Steuer bei etwa 4,5 % während die „typischen“ Anforderungen an die Verzinsung des Eigenkapitals vor Steuer in der Energiewirtschaft bei etwa 8 bis 12 % liegen (vgl. u.a. [12]). Laut Geschäftsbericht 2011 verfügt die IKB AG über einen Eigenkapitalanteil von 54,06 %, so dass sich bei einem dem Branchendurchschnitt entsprechenden Bewertungsansatz durchschnittliche Kapitalkosten von etwa 6 bis 7 % vor Steuern ableiten lassen. Für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Studie wird daher ein Zinssatz vor Steuern von 6,5 % unterstellt, wobei zusätzlich zu dieser Basisannahme die Wirtschaftlichkeit des Projekts auch unter Zugrundelegung eines projektfinanzierten Ansatzes mit sehr hohem Fremdkapitalanteil bewertet wird.

Als Betrachtungszeitraum für eine Wirtschaftlichkeitsbewertung wird meist die Zeitspanne der Verleihung des Wasserrechts verwendet. Da diese für RMI jedoch erst im Zuge des Genehmigungsverfahrens festgelegt wird, müssen hierfür Erfahrungswerte von vergleichbaren Projekten herangezogen werden. Bspw. wurde für das Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) im Bescheid des Umweltsenats vom 5.12.2012 das Wasserrecht befristet bis zum 31.12.2074 verliehen [13], d. h. bei der für 2018 geplanten Inbetriebnahme von GKI würde sich ein Betrachtungszeitraum von 56 Jahren ergeben. Für die Bewertung des Projekts RMI wird daher vereinfachend ein Betrachtungszeitraum von 60 Jahren gewählt, wobei bereits an dieser Stelle angemerkt werden kann, dass durch die Abzinsung der Zahlungsströme bei der Ermittlung der LCOE als auch des Kapitalwerts ein längerer Betrachtungszeitraum nur unwesentlich das Ergebnis beeinflussen würde.

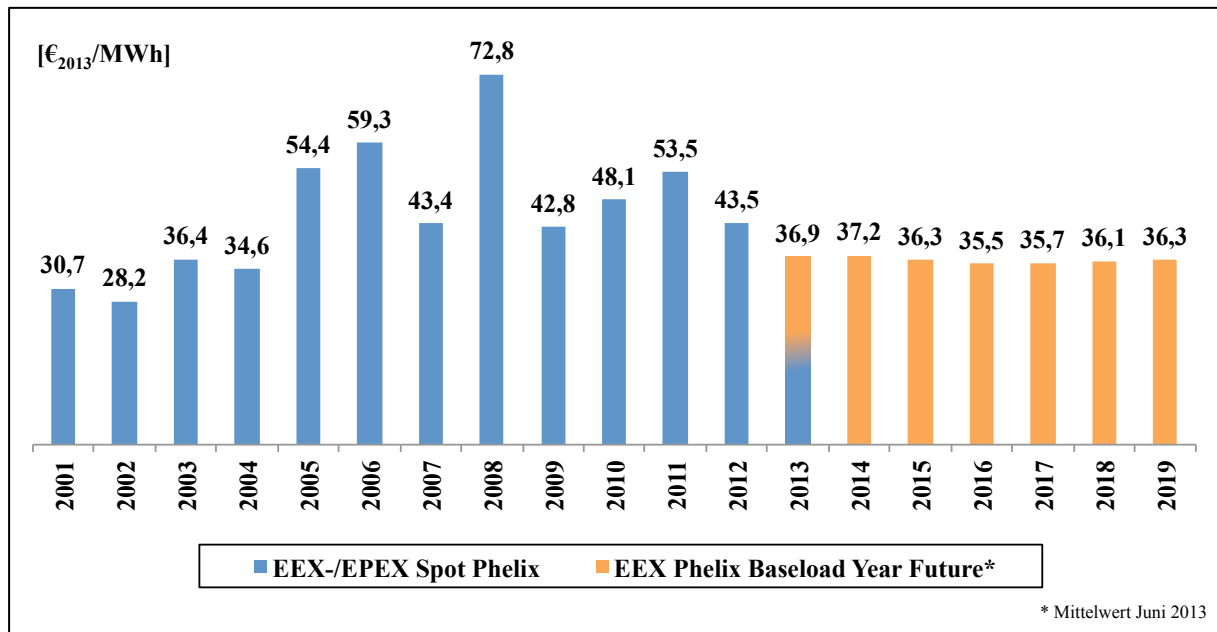
### 2.3 Strompreisentwicklung

Für die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksprojekten wird typischerweise neben der Kosten- auch die Erlösseite betrachtet. Bei Erzeugungsanlagen, die bspw. über das Ökostromgesetz zumindest für einen Teil ihrer Lebensdauer garantierte Einspeisetarife beziehen, ist die Herleitung der erlösbestimmenden Strompreise vergleichsweise einfach. Anders stellt sich die Situation bei (großen) Wasserkraftanlagen dar, die zusätzlich zum Kostenrisiko auch das Marktrisiko vollständig übernehmen müssen. Vor diesem Hintergrund kommt den im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsanalyse von RMI unterstellten Strompreisen ein hoher Stellenwert zu. Im Folgenden werden hierzu die aktuellen Entwicklungen im Strommarkt analysiert sowie ein Ausblick auf das mögliche zukünftige Marktumfeld für Laufwasserkraftanlagen gegeben.

#### ▪ Aktuelle Entwicklung

Insgesamt befinden sich die Strompreise derzeit sowohl im Spot- als auch Forwardmarkt auf einem vergleichsweise moderaten Niveau. Abb. 1 zeigt diese Entwicklung am Beispiel der

EEX-/EPEX-Spot- und Forwardnotierungen der Jahre 2001 bis 2019 für das Marktgebiet Deutschland/Österreich<sup>2</sup>.



**Abb. 1:** Jahresmittlere EEX/EPEX Day Ahead Spotmarktpreise und EEX Phelix Baseload Year Futures für Deutschland/Österreich (reale Preise im Geldwert 2013; für 2013 Mittelwert aus Spotpreisen Jänner bis Juni und Phelix Baseload Month Futures Juli bis Dezember, Daten [14])

Die nicht nur aus Sicht der Wasserkraft tendenziell ungünstige Entwicklung der Preise im Strommarkt lässt sich nicht nur im Marktgebiet Deutschland/Österreich sondern in praktisch allen europäischen Ländern feststellen. Die Ursachen hierfür liegen zum einen in den aktuell niedrigen Preisen für Kohle und CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Zum anderen wird die Preisbildung im deutsch-österreichischen Spotmarkt durch den starken Zubau der erneuerbaren Energien wesentlich beeinflusst (sog. Merit Order-Effekt; vgl. u. a. [15]). Dies führt insbesondere auch zu einer Reduzierung der Peak-Preise während der Mittagszeit bei hoher PV-Einspeisung sowie sehr niedrigen – teilweise sogar negativen – Strompreisen während lastschwachen Zeiten an Wochenenden oder in der Nacht und gleichzeitig hoher Wind- und/oder PV-Stromerzeugung.

Vor allem die hohe mittagszeitliche Einspeisung aus PV-Anlagen führt in den Sommermonaten zu einer kontinuierlichen „Erosion“ der in der Vergangenheit in diesen laststarken Zeiten auftretenden Strompreisspitzen und damit zu einem auf Jahressicht moderaten mittleren Strompreis. Die aktuellen Notierungen im deutsch/österreichischen Forwardmarkt zeigen dabei auch für die kommenden Jahre keine Erholung der Strompreise, da mögliche Effekte steigender Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien kompensiert werden. Allerdings bestehen in dieser vom Markt erwarteten Entwicklung erheb-

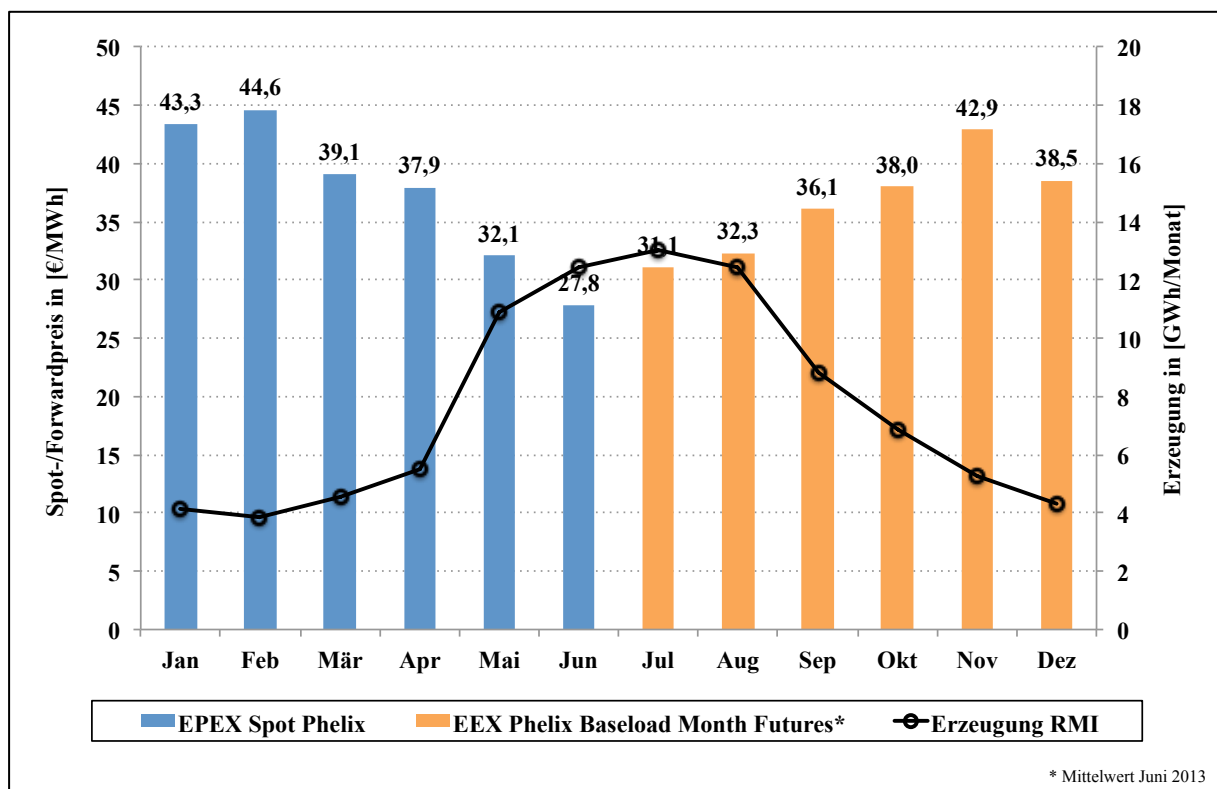
<sup>2</sup> Im Geldwert des Jahres 2013; Forward als Mittelwert der Notierungen im Juni 2013; Indexierung über VPI 2000 bzw. ab 2014 jährliche Preissteigerung von 2 % unterstellt.

liche Schwankungen und damit Unsicherheiten, wie in Abb. 2 am Beispiel der Notierungen des Forwards für das Lieferjahr 2014 aus den vergangenen 6 ½ Jahren zeigt.



**Abb. 2:** EEX Phelix Baseload Year Future 2014 [14]

Auf Grund der im Vergleich zu den saisonalen Schwankungen der Strompreise tendenziell ungünstigen Erzeugungsstruktur von Laufwasserkraftwerken in Österreich spiegelt diese jahresdurchschnittliche Betrachtung jedoch nicht die tatsächliche Erlössituation der Anlage wider. Abb. 3 zeigt hierzu beispielhaft die monatliche Erzeugung des RMI sowie die monatsmittleren EPEX-Spotpreise Jänner - Juni 2013 und die EEX Phelix Baseload Month Futures für die Monate Juli bis Dezember 2013.



**Abb. 3:** EPEX Spot Phelix Jänner - Juni 2013, EEX Phelix Baseload Month Futures Juli - Dezember 2013 und modellierte monatsmittlere Erzeugung RMI (Daten [1], [5], [14])

Deutlich zu erkennen ist dabei, dass die Strompreise im Sommerhalbjahr etwa 8 - 10 €/MWh niedriger liegen als im Winterhalbjahr. Da gleichzeitig die Erzeugung des RMI im Sommer deutlich höher ist als im Winter, liegen die durchschnittlichen spezifischen Erlöse unter dem

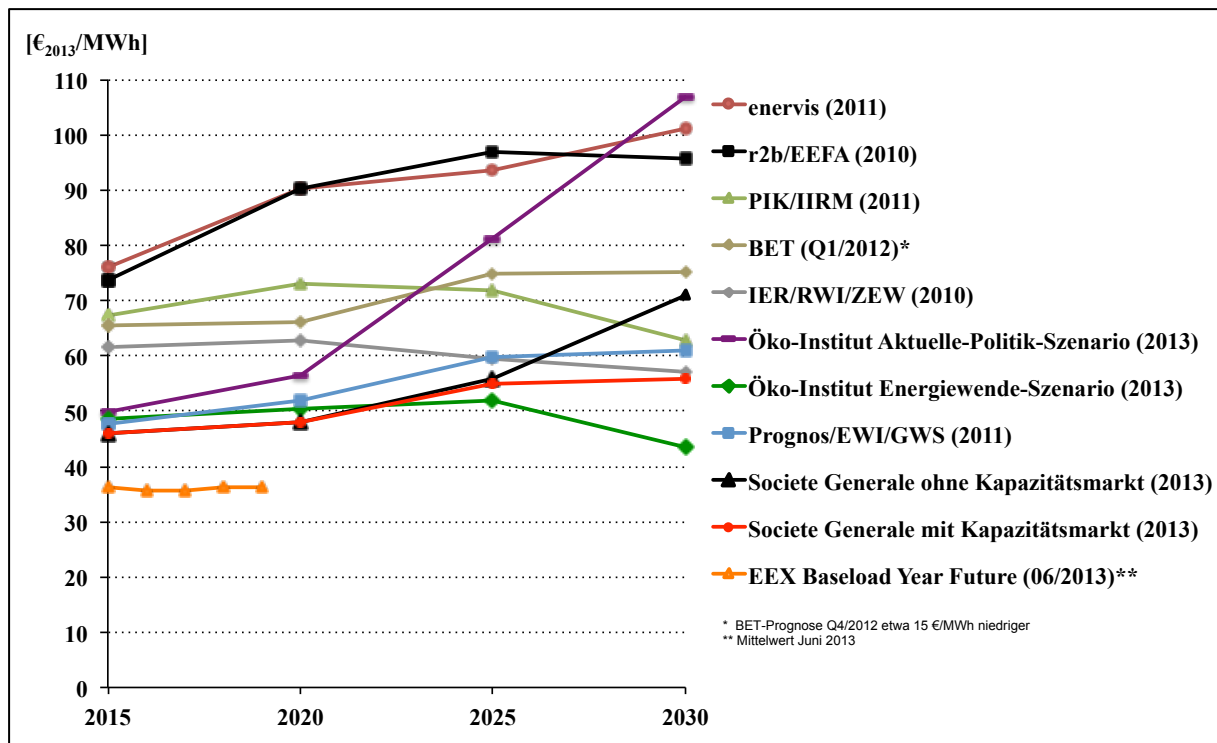
durchschnittlichen Jahresstrompreis – im dargestellten Jahr 2013 etwa 5,6 % oder rd. 2,1 €/MWh unter dem Jahresbase. Auch wenn dieser Effekt im Mittel der vergangenen 13 Jahre mit einem Abschlag von durchschnittlich -1,8 % deutlich geringer ausgefallen ist, kann durch den anhaltenden Ausbau der PV-Stromerzeugung in Deutschland davon ausgegangen werden, dass für Laufwasserkraftwerke, die im Gegensatz zu Speicherkraftwerken ihre Erzeugung nicht an die jeweilige Marktsituation anpassen können, in den kommenden Jahren zunehmend häufiger eine Konkurrenzsituation zur Photovoltaik entstehen wird. Die EEX Quartals-Forwards für 2014 und 2015 zeigen bereits eine ähnliche Tendenz und damit für das RMI einen ähnlich hohen Abschlag gegenüber dem Jahresbase wie 2013.

#### ▪ **Ausblick 2020/2030**

Gerade für Wasserkraftwerke, die typischerweise eine sehr lange Planungs- und Genehmigungs- sowie Bauphase haben (6 - 10 Jahre), können die aktuellen Spot- und Forward-Notierungen im Strommarkt jedoch nur eingeschränkt im Rahmen einer Investitionsentscheidung herangezogen werden, da diese nicht notwendigerweise die langfristige Entwicklung der Marktpreise widerspiegeln. Häufig erfolgt die wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerken daher mit Hilfe von langfristigen Strompreisprognosen, die auf Grundlage sog. Fundamentalmodelle erstellt werden. Wesentliche Eingangsgrößen in diese Modelle sind dabei u. a. die Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, der Stromnachfrage, des überregionalen Netzausbaus sowie des Ausbaus der (geförderten) erneuerbaren Energien. Die Ergebnisse von fundamentalen Strommarktmodellen können die langfristige Strompreisentwicklung jedoch nur mit einer der Unsicherheit dieser Eingangsgrößen entsprechenden Bandbreite prognostizieren und unterscheiden sich in ihren Ergebnissen mitunter sehr deutlich. Abb. 4 zeigt dies am Beispiel verschiedener Strompreisprognosen für den deutsch-österreichischen Großhandelsmarkt.

Die wesentlichen Ursachen für diese großen Unterschiede liegen vor allem in den unterschiedlichen Annahmen zur Entwicklung der Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie der Stromnachfrage – die Studien gehen bspw. für das Jahr 2020 von Gaspreisen zwischen 25 und 40 €<sub>2013</sub>/MWh und CO<sub>2</sub>-Preisen zwischen 25 und 50 €<sub>2013</sub>/tCO<sub>2</sub> aus, wobei vor allem Studien aus den Jahren 2010 und 2011 die vergleichsweise höchsten Gas- und CO<sub>2</sub>-Preise als Eingangsparameter ihrer Fundamentalmodelle definiert haben. Im Vergleich dazu liegen derzeit für den Lieferzeitraum 2015 die Preise für Gas bei etwa 26 €<sub>2012</sub>/MWh und für CO<sub>2</sub>-Zertifikate bei rd. 4,5 €<sub>2013</sub>/tCO<sub>2</sub> [14]. Auch haben einige der Prognosen den unerwartet starken Zubau der Photovoltaik in Deutschland nicht berücksichtigt, so dass die Strompreis senkenden Effekte der erneuerbaren Energien (Merit Order-Effekt) nicht oder nur zum Teil im Modell abgebildet wurden. Entsprechend befinden sich auch die aktuellen Forward-Notierungen im Strommarkt für 2015 bis 2019 etwa 10 €/MWh unterhalb der Bandbreite der in Abb. 4 dargestellten Prognosen. Vor diesem Hintergrund sollten die Ergebnisse von fundamentalen Strompreismodellen nur nach einer kritischen Analyse und Diskussion der Eingangsparameter für eine Bewertung von Erzeugungsprojekten herangezogen werden.





**Abb. 4:** Prognose Großhandelspreis in verschiedenen Studien bis 2030 sowie EEX Baseload Year Future 2015 bis 2019 (Mittelwert Notierungen Juni 2013) [14], [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23]

Trotz aller Unsicherheiten lassen die übergeordneten energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Randbedingungen einen zumindest moderaten Anstieg der Strompreise für den Zeitraum nach 2020 erwarten. Zum einen gehen die meisten mittel- und langfristigen Prognosen von einem langsam wieder steigenden Erdgaspreis aus. Zum anderen werden auf europäischer Ebene die aktuell niedrigen Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate für die Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele sehr kritisch bewertet und Maßnahmen vorbereitet, um die CO<sub>2</sub>-Preise in der aktuell 3. Phase des europäischen Zertifikatehandels in einen klimapolitisch „akzeptablen“ Bereich zu steuern. Als Voraussetzung für eine vorübergehende Verknappung von Emissionszertifikaten in der dritten Handelsperiode (sog. Backloading) hat daher am 3. Juli 2013 das Plenum des Europäischen Parlaments für eine Änderung der Emissionshandelsrichtlinie gestimmt [24]. Analysen gehen davon aus, dass sich der Strompreis bei einem Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises von derzeit etwa 5 €/tCO<sub>2</sub> auf den in der politischen Diskussion genannten Zielwert von 20 – 25 €/tCO<sub>2</sub> um etwa 11 €/MWh erhöhen könnte [25]. Bei einem gleichzeitigen moderaten Anstieg der Kohle- und Gaspreise könnte damit der jahresmittlere Strompreis nach dem Jahr 2020 durchaus um bis zu 15 €/MWh über dem aktuellen Bereich von etwa 40 €/MWh liegen. Inwieweit dabei die strompreiserhöhenden Effekte von steigenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen durch den Merit Order-Effekt der erneuerbaren Energien wieder „ausgeglichen“ werden können, ist aus heutiger Sicht jedoch nicht eindeutig zu beantworten, da die langfristige Entwicklung sowohl der Commodity-Preise als auch der erneuerbaren Energien von einer gewissen Unsicherheit gekennzeichnet ist. Entsprechend sollte in einer Abschätzung der langfristigen Erlöspotenziale von Wasserkraftwerken die Steigerung der

Strompreise konservativ bewertet werden – eine Bandbreite zwischen 50 und 60 €<sub>2013</sub>/MWh im Zeitraum 2020/2030 ist dabei aus energiewirtschaftlicher Sicht darstellbar. Dies wäre auch etwa in einem Bereich, der für konventionelle Kraftwerke eine Marge gewährleisten würde, die aus Sicht der Kraftwerksbetreiber einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht [26].

### 3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung

#### 3.1 Spezifische Stromgestehungskosten

Die spezifischen Stromgestehungskosten (LCOE) werden mit der in Abschnitt 2.1 dargestellten Systematik ermittelt. Häufig wird dabei jedoch anstelle des nominalen Zinssatzes der reale, d. h. inflationsbereinigte Zinssatz verwendet, wodurch die jährlichen Ausgaben für u. a. Betrieb und Wartung über den gesamten Betrachtungszeitraum ohne Indexanpassung in die LCOE-Berechnung einfließen können. Die Umrechnung des nominalen in den realen Zinssatz erfolgt nach folgender Formel [4]:

$$i_r = \frac{1 + i}{1 + r} - 1$$

$i_r$  ..... realer kalkulatorischer Zinssatz in %

$i$  ..... nominaler kalkulatorischer Zinssatz in %

$r$  ..... Inflationsrate in %

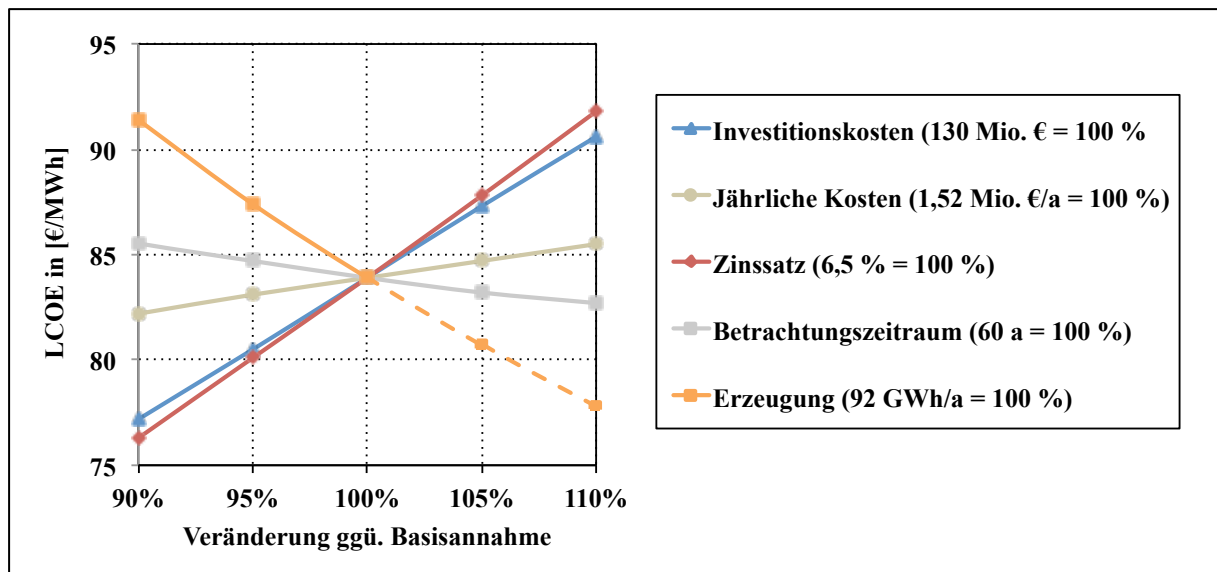
Daraus ermittelt sich für einen nominalen Zinssatz von 6,5 % (Basisannahme) ein realer Zinssatz von rd. 4,41 %. Mit den weiteren Basisannahmen von 130 Mio. € für die Investitionskosten, von 1,52 Mio. €/a (16,5 €/MWh) für Betrieb und Wartung, Portfoliomanagement, Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie einer jährlichen Netto-Stromerzeugung von 92 GWh/a bestimmt sich somit ein LCOE von 83,9 €<sub>2013</sub>/MWh.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i_r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i_r)^t}} = \frac{130 \text{ Mio. €} + \sum_{t=1}^{60} \frac{1,52 \text{ Mio. €/a}}{(1+0,0441)^t}}{\sum_{t=1}^{60} \frac{92 \text{ GWh/a}}{(1+0,0441)^t}} = 83,9 \text{ €/MWh}$$

Die Stromgestehungskosten liegen damit um mehr als das Doppelte über dem aktuellen Strompreisniveau sowie den Forward-Notierungen 2014 - 2019 von ca. 36 - 37 €/MWh (vgl. Abb. 1). Die Effekte einer Bauzeit von 3 Jahren (LCOE-Formel unterstellt overnight-Errichtung) sowie Abschläge auf Grund der ungünstigen saisonalen Erzeugungscharakteristik von RMI sind hierbei nicht berücksichtigt (zusätzliche Aufwendungen von rd. 5 €/MWh).

Da bei der Herleitung der Basisannahmen für die LCOE-Berechnung Unsicherheiten bestehen, wird im Folgenden eine Variation der wesentlichen Eingangsparameter durchgeführt und ihre Sensitivität auf die spezifischen Stromgestehungskosten diskutiert (Abb. 5).





**Abb. 5:** Stromgestehungskosten RMI bei Variation wesentlicher Eingangsparameter

Den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten zeigen die Investitionskosten, der Zinssatz und die jährliche Stromerzeugung. Da die Basisannahme zu den Investitionskosten eher konservativ erscheint (u. a. unklar, ob inflationsbedingte Kostensteigerungen bis zum Abschluss der Baumaßnahmen und Bauzeitzinsen berücksichtigt sind), kann in diesem Zusammenhang jedoch die Wahrscheinlichkeit für höhere Investitionskosten und damit auch höhere LCOE größer als für niedrigere Investitionskosten eingeschätzt werden.

Umgekehrt lassen sich durch eine günstigere Finanzierung (niedrigerer Zinssatz vor Steuern) die Stromgestehungskosten mitunter deutlich senken, wobei unklar ist, inwieweit die Eigentümer- und Kapitalstruktur der IKB einen spürbar niedrigeren Zinssatz bzw. eine reine Projektfinanzierung ermöglicht.

Bei der jährlichen Erzeugungsmenge dürfte eine dauerhaft höhere Erzeugung als die projizierten 92 GWh/a unwahrscheinlich sein – daher ist dieser Bereich in Abb. 5 gestrichelt dargestellt. Vielmehr könnte sich die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge durch den ggf. zusätzlich zu berücksichtigenden Eigenbedarf des Kraftwerks bzw. einer möglichen weiteren Reduzierung der Erzeugung durch Maßnahmen zur Schwallreduzierung oder Staurationsspülung, die in den derzeitigen Basisannahmen noch nicht berücksichtigt sind, verringern.

Demgegenüber zeigen der Betrachtungszeitraum sowie die jährlichen Kosten für Betrieb und Wartung, Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt bzw. Portfoliomanagement einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Bspw. liegen selbst bei einem Betrachtungszeitraum von 90 Jahren die LCOE noch immer knapp über 80 €/MWh.

Trotz der gegebenen Unsicherheiten bei der LCOE-Berechnung ist es sehr unwahrscheinlich, dass sich mit steigender Datenqualität bzw. mit zunehmendem Projektfortschritt alle Eingangsparameter gleichzeitig in Richtung niedrigerer LCOE verschieben werden, so dass sich zusammenfassend eine realistische Bandbreite der Stromgestehungskosten für das Kraftwerkprojekt RMI zwischen 80 und 90 €<sub>2013</sub>/MWh ableiten lässt.

### 3.2 Kapitalwert und Amortisationszeit

Für die Berechnung des Kapitalwerts werden zusätzlich zu den aus der LCOE-Bewertung übernommenen Eingangsparametern die folgenden Randbedingungen als Basisannahmen für das DCF-Modell festgelegt:

- Zahlungsströme (Cash Flows – CF) werden auf den 31.12.2013 als Bezugspunkt abgezinst und vereinfachend als nachschüssig unterstellt (d. h. zum 31.12. des jeweiligen Jahres).
- Die Investitionskosten von 130 Mio. €<sub>2013</sub> (Geldwert 2013) werden auf die Bauzeit von 3 Jahren (2017 - 2019) zu gleichen Teilen aufgeteilt, wobei für die Jahre 2013 - 2016 jeweils 1 Mio. € als Planungskosten berücksichtigt werden.
- Es erfolgt eine reine Vor-Steuer-Betrachtung.
- Die Inflation beträgt 2 % p. a. über die gesamte Betrachtungszeit.
- Für den erlösrelevanten Börsenstrompreis (Baseload) werden 55 €<sub>2013</sub>/MWh für das Jahr 2020 unterstellt (d. h. 10 €/MWh über dem Mittel der vergangenen 13 Jahre bzw. knapp 20 €/MWh über der Forward-Notierung für 2019).
- Die nominale Strompreissteigerung wird mit 3 % angesetzt (d. h. Strompreise steigen real um 1 %-Punkt – d. h. bspw. bis 2030 auf rd. 60 €<sub>2013</sub>/MWh).
- Als Abschlag ggü. dem Baseloadpreis auf Grund der saisonal ungünstigen Erzeugungsstruktur des RMI werden 5 % unterstellt.

Im Ergebnis würden sich – trotz einer als ambitioniert zu bezeichnenden Strompreisentwicklung – die Investitionen in das Kraftwerksprojekt RMI mit einem negativen Kapitalwert (NPV) von -36,0 Mio. € und einem IRR von 4,8 % innerhalb des Betrachtungszeitraums von 60 Jahren nicht amortisieren (Tabelle 1, Abb. 6). Zur Erreichung einer Zielrendite von 6,5 % vor Steuern (NPV = 0, Amortisationszeit 60 Jahre) müsste im Jahr 2020 der Strompreis bereits bei 76 €<sub>2013</sub>/MWh liegen und anschließend mit 1 % p. a. real steigen. Demgegenüber würde beim aktuellen Strompreisniveau von knapp 37 €/MWh der Kapitalwert sogar auf -77,6 Mio. € (IRR 1,3 %) sinken.

Unterstellt man, dass sich die Investitionskosten und die jährlichen betrieblichen Aufwendungen nur in einer vergleichsweise geringen Bandbreite von den Basisannahmen abweichen, haben Zinssatz und Strompreise den größten Hebel in Bezug auf den NPV und damit die Wirtschaftlichkeit von RMI. Da die bewertungsrelevanten Strompreise in einem Bereich liegen sollten, der aus energiewirtschaftlicher Sicht begründbar ist und mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit erreicht werden kann, besteht hier nur ein geringer Optimierungsspielraum. Hingegen kann über einen höheren Fremdkapitalanteil bei der Projektfinanzierung der bewertungsrelevante Zinssatz gesenkt und damit die wirtschaftlichen Randbedingungen ggf. verbessert werden. Bei einem Zinssatz von 5,0 % (entspricht Projektfinanzierung mit etwa 80 % Fremdkapital)<sup>3</sup> ergibt sich jedoch bspw. noch immer ein negativer NPV von -6,9 Mio. €. Zu-

<sup>3</sup> Für das Kraftwerksprojekt Sellrain schlägt die IKB AG als möglicher „strategischer Partner“ eine Eigenkapitalquote von 16,33 % vor und geht innerhalb der vorläufigen Wirtschaftlichkeitsdaten von Fremdkapitalzinsen von 4,5 % aus [27].

sätzlich muss in diesem Zusammenhang berücksichtigt werden, dass Fremdkapitalgeber i. Allg. eine Amortisationszeit fordern, die deutlich unter der Lebensdauer eines Wasserkraftwerks bzw. der Dauer der Verleihung des Wasserrechts liegt – „typische“ Werte sind hier 25 bis 30 Jahre. Für eine Amortisationszeit von bspw. 30 Jahren müsste daher trotz eines ggü. dem Basisfall auf 5,0 % spürbar reduzierten Zinssatzes das Strompreisniveau im Jahr 2020 bei rd. 84 €<sub>2013</sub>/MWh liegen, so dass auch bei einem über eine Projektgesellschaft finanzierten Kraftwerk eine Wirtschaftlichkeit des RMI praktisch nicht erreicht werden kann.

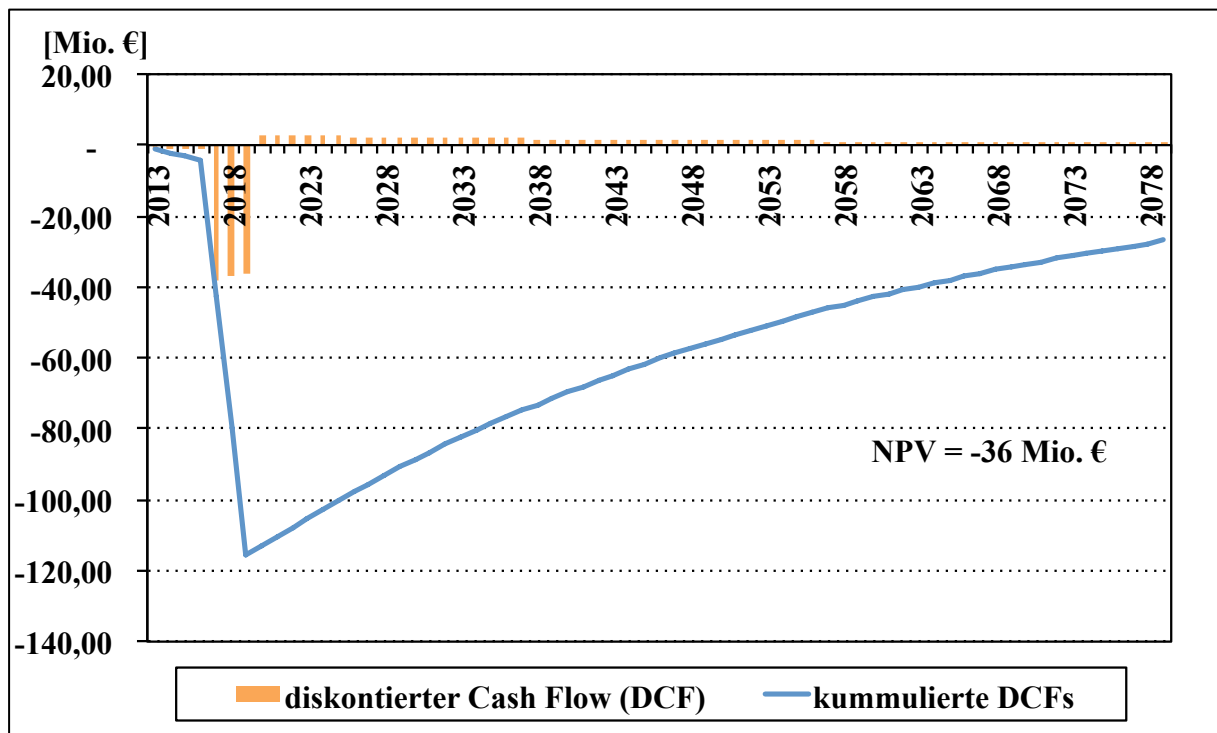


Abb. 6: DCF- und Cash Flow-Analyse RMI für Basisannahmen

Dieses Ergebnis lässt sich auch über eine sehr vereinfachte Betrachtung der am Beginn der Anlagenlaufzeit aufzuwendenden jährlichen Zinszahlungen darstellen. Bei einer Fremdkapitalquote von bspw. 80 % und einem Fremdkapitalzinssatz von 4,5 % fallen für einen Kredit über 104 Mio. € (d. h. 80 % von 130 Mio.€) jährliche Zinszahlungen von rd. 4,6 Mio. € an. Damit müsste alleine für die Zinszahlungen ein Strompreisniveau von etwa 50,5 €/MWh erreicht werden bzw. rd. 67 €/MWh unter zusätzlicher Berücksichtigung der (unvermeidlichen) jährlichen betrieblichen Aufwendungen von 16,5 €/MWh. Berücksichtigt man dazu die Tilgung des geliehenen Kapitals und auch, dass die Eigenkapitalgeber einen Kapitalrückfluss erwarten, müssten die Strompreise deutlich über den zuvor genannten 67 €/MWh liegen, um diese Anforderungen erfüllen zu können. Diese grundsätzlich sehr ungünstigen energiewirtschaftlichen Randbedingungen bleiben auch bei einer Variation der Investitionskosten, der jährlichen betrieblichen Aufwendungen oder der Inflationsrate bestehen. Insbesondere unter Berücksichtigung einer plausibel argumentierbaren Strompreisentwicklung lässt sich somit kein positiver Business Case für RMI ableiten.

**Tabelle 1: Cash-Flow-Analyse Wasserkraftprojekt Regionalkraftwerk Mittlerer Inn (Basisannahmen)**

Inbetriebnahme 1.1.2020 :: 3 Jahre Bauzeit :: Barwerte (DCF) zum 31.12.2013 :: Zahlungen nachschüssig  
 Kosten für Planung & Genehmigung: 1 Mio. €/a 2013 - 2016  
 Jährliche Stromerzeugung (netto): 92.000 MWh/a

Investitionskosten in Mio. € <sub>2013</sub>	Jährl. fixe und variable Kosten in € <sub>2013</sub> /MWh*		Strompreis 2020 in € <sub>2013</sub> /MWh		Steigerung Strompreise nach 2020 ggü. Inflation		Abschlag Saisonalität	Zinssatz	Inflation		
130,0	16,5		55,0		1,00%		-5,00%	6,50%	2,00%		
Jahr	Investition		Betrieb/Wartung, NNE/SDLE, Portfolio.		Strompreis Baseload		Erlöse	Cash Flow	Diskontierungsfaktor	DCF	Kummulierte DCF
	[Mio. € <sub>2013</sub> ]	[Mio. €/a]	[Mio. € <sub>2013</sub> ]	[Mio. €/a]	[€ <sub>2013</sub> /MWh]	[€/MWh]	[Mio. €/a]	[Mio. €/a]	[%]	[Mio. €/a]	[Mio. €]
2013	1,00	1,00	-	-	36,9	36,9	-	1,00	100,0%	1,00	1,00
2014	1,00	1,02	-	-	37,2	37,9	-	1,02	93,9%	0,96	1,96
2015	1,00	1,04	-	-	36,3	37,8	-	1,04	88,2%	0,92	2,88
2016	1,00	1,06	-	-	35,5	37,7	-	1,06	82,8%	0,88	3,75
2017	42,00	45,46	-	-	35,7	38,7	-	45,46	77,7%	35,34	39,09
2018	42,00	46,37	-	-	36,0	39,9	-	46,37	73,0%	33,85	72,94
2019	42,00	47,30	-	-	36,2	40,9	-	47,30	68,5%	32,42	105,35
2020			1,52	1,74	55,0	63,2	5,52	3,78	64,4%	2,43	102,92
2021			1,52	1,78	55,6	65,1	5,69	3,91	60,4%	2,36	100,56
2022			1,52	1,81	56,1	67,1	5,86	4,05	56,7%	2,30	98,26
2023			1,52	1,85	56,7	69,1	6,04	4,19	53,3%	2,23	96,03
2024			1,52	1,89	57,2	71,2	6,22	4,33	50,0%	2,17	93,87
2025			1,52	1,93	57,8	73,3	6,41	4,48	47,0%	2,11	91,76
2026			1,52	1,96	58,4	75,5	6,60	4,64	44,1%	2,05	89,72
2027			1,52	2,00	59,0	77,8	6,80	4,80	41,4%	1,99	87,73
2028			1,52	2,04	59,6	80,2	7,01	4,96	38,9%	1,93	85,80
2029			1,52	2,08	60,2	82,6	7,22	5,13	36,5%	1,87	83,93
2030			1,52	2,13	60,8	85,1	7,44	5,31	34,3%	1,82	82,11
2031			1,52	2,17	61,4	87,6	7,66	5,49	32,2%	1,77	80,34
2032			1,52	2,21	62,0	90,3	7,89	5,68	30,2%	1,72	78,62
2033			1,52	2,26	62,6	93,0	8,13	5,87	28,4%	1,67	76,95
2034			1,52	2,30	63,2	95,8	8,37	6,07	26,6%	1,62	75,34
2035			1,52	2,35	63,9	98,7	8,63	6,28	25,0%	1,57	73,76
2036			1,52	2,39	64,5	101,7	8,89	6,49	23,5%	1,53	72,24
2037			1,52	2,44	65,1	104,8	9,16	6,72	22,1%	1,48	70,76
2038			1,52	2,49	65,8	107,9	9,43	6,94	20,7%	1,44	69,32
2039			1,52	2,54	66,4	111,2	9,72	7,18	19,4%	1,40	67,92
2040			1,52	2,59	67,1	114,5	10,01	7,42	18,3%	1,36	66,57
2041			1,52	2,64	67,8	118,0	10,31	7,67	17,1%	1,32	65,25
2042			1,52	2,70	68,5	121,6	10,63	7,93	16,1%	1,28	63,98
2043			1,52	2,75	69,1	125,2	10,95	8,20	15,1%	1,24	62,74
2044			1,52	2,80	69,8	129,0	11,28	8,47	14,2%	1,20	61,53
2045			1,52	2,86	70,5	132,9	11,62	8,76	13,3%	1,17	60,37
2046			1,52	2,92	71,2	136,9	11,97	9,05	12,5%	1,13	59,23
2047			1,52	2,98	72,0	141,1	12,33	9,35	11,8%	1,10	58,13
2048			1,52	3,04	72,7	145,3	12,70	9,67	11,0%	1,07	57,07
2049			1,52	3,10	73,4	149,7	13,09	9,99	10,4%	1,04	56,03
2050			1,52	3,16	74,1	154,2	13,48	10,32	9,7%	1,00	55,03
2051			1,52	3,22	74,9	158,9	13,89	10,67	9,1%	0,97	54,05
2052			1,52	3,29	75,6	163,7	14,31	11,02	8,6%	0,95	53,11
2053			1,52	3,35	76,4	168,6	14,74	11,39	8,1%	0,92	52,19
2054			1,52	3,42	77,1	173,7	15,18	11,77	7,6%	0,89	51,30
2055			1,52	3,49	77,9	179,0	15,64	12,16	7,1%	0,86	50,44
2056			1,52	3,56	78,7	184,4	16,12	12,56	6,7%	0,84	49,60
2057			1,52	3,63	79,5	190,0	16,60	12,97	6,3%	0,81	48,79
2058			1,52	3,70	80,3	195,7	17,10	13,40	5,9%	0,79	48,00
2059			1,52	3,77	81,1	201,6	17,62	13,85	5,5%	0,76	47,24
2060			1,52	3,85	81,9	207,7	18,15	14,30	5,2%	0,74	46,50
2061			1,52	3,93	82,7	214,0	18,70	14,77	4,9%	0,72	45,78
2062			1,52	4,01	83,5	220,4	19,27	15,26	4,6%	0,70	45,08
2063			1,52	4,09	84,4	227,1	19,85	15,76	4,3%	0,68	44,40
2064			1,52	4,17	85,2	233,9	20,45	16,28	4,0%	0,66	43,75
2065			1,52	4,25	86,1	241,0	21,06	16,81	3,8%	0,64	43,11
2066			1,52	4,34	86,9	248,3	21,70	17,36	3,6%	0,62	42,49
2067			1,52	4,42	87,8	255,8	22,36	17,93	3,3%	0,60	41,90
2068			1,52	4,51	88,7	263,5	23,03	18,52	3,1%	0,58	41,32
2069			1,52	4,60	89,6	271,5	23,73	19,13	2,9%	0,56	40,75
2070			1,52	4,69	90,5	279,7	24,44	19,75	2,8%	0,55	40,21
2071			1,52	4,79	91,4	288,1	25,18	20,39	2,6%	0,53	39,68
2072			1,52	4,88	92,3	296,8	25,94	21,06	2,4%	0,51	39,17
2073			1,52	4,98	93,2	305,8	26,72	21,74	2,3%	0,50	38,67
2074			1,52	5,08	94,1	315,0	27,53	22,45	2,1%	0,48	38,19
2075			1,52	5,18	95,1	324,5	28,36	23,18	2,0%	0,47	37,72
2076			1,52	5,29	96,0	334,3	29,22	23,93	1,9%	0,45	37,27
2077			1,52	5,39	97,0	344,4	30,10	24,71	1,8%	0,44	36,83
2078			1,52	5,50	97,9	354,8	31,01	25,51	1,7%	0,43	36,40
2079			1,52	5,61	98,9	365,5	31,95	26,34	1,6%	0,41	35,99

Kapitalwert (NPV): -35,99 Mio. €      Amortisationszeit: ∞  
 Interner Zinsfuß: 4,8%

\* Betrieb und Wartung, Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt sowie Portfoliomangement

## 4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Die LCOE- und DCF-Analyse hat auf Basis der verfügbaren Informationen gezeigt, dass für das Projekt RMI eine Wirtschaftlichkeit praktisch nicht dargestellt werden kann. Vor allem auf Grund der vergleichsweise hohen spezifischen Investitionskosten von 1,41 €/kWh<sup>4</sup> würden Referenzpreise an den Strombörsen von im Mittel über 80 €/MWh erforderlich sein, um das Projekt refinanzieren zu können. Dies ist vor dem Hintergrund der aktuellen Strompreise und Forward-Notierungen im Marktgebiet Deutschland/Österreich von unter 40 €/MWh ein sehr unwahrscheinliches mittelfristiges Szenario. Zusätzlich geraten durch den steigenden Anteil der Stromerzeugung aus Photovoltaik im deutsch-österreichischen Strommarkt die Börsenstrompreise vor allem in den Sommermonaten überproportional unter Druck, so dass sich bei einem anhaltenden Ausbau der Photovoltaik die Erlössituation für Wasserkraftwerke ohne Speicher in den abflussreichen Sommermonaten weiter verschlechtern wird.

Diese Einschätzung wird dabei grundsätzlich auch von der IKB geteilt, die bspw. im Rahmen der Gemeinderatssitzung der Gemeinde Kematen am 29. Jänner 2013 im Zusammenhang mit einer möglichen Beteiligung der IKB am Kraftwerksprojekt Sellrain davon gesprochen hat, dass „[...] sich ein Wasserkraftwerk bei den heutigen Energiepreisen nicht rechnet“ [28]. Wenn dies bereits für ein an sich vergleichsweise günstiges Kraftwerksprojekt gültig sein sollte (spezifische Investitionskosten von 0,92 €/MWh [27]), dann müsste diese Aussage umso mehr auf das RMI zutreffen, dessen spezifische Investitionen im Vergleich zum Kraftwerk Sellrain um mehr als 50 % höher liegen.

Die fehlende Wirtschaftlichkeit ist dabei nicht unmittelbar ein RMI-spezifisches Problem, da sich im aktuellen Marktumfeld Investitionen in Erzeugungsprojekten – mit Ausnahme von geförderten erneuerbaren Energien – generell immer schwieriger wirtschaftlich rechnen lassen. Die projektimmanenten Nachteile der hohen spezifischen Investitionskosten und des fehlenden Speichers führen für RMI jedoch zu einer weiteren Verschärfung dieser Problematik und in Konsequenz zu einer aus wirtschaftlicher Sicht negativen Perspektive.

Damit würde das Kraftwerksprojekt letztendlich auch keinen Beitrag zur übergeordneten Zielstellung der IKB AG leisten, einen weiterhin günstigen Strompreis für die privaten und gewerblichen Stromverbraucher in Innsbruck mit dem Projekt garantieren zu können. Gegenüber dem RMI stellt die alternative Beschaffung der Strommengen über die Börse die kostengünstigere Variante dar.

Nicht zuletzt auf Grund der von einzelnen politischen EntscheidungsträgerInnen in Innsbruck bereits aufgeworfenen Frage nach einer Wirtschaftlichkeit von RMI, scheint eine transparente und detaillierte Diskussion der Eingangsparameter und Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen durch den Projektwerber zumindest mit den Eigentümervertretern und der Politik

---

<sup>4</sup> Die projektierten spezifischen Investitionskosten liegen bspw. beim Speicherkraftwerk Obere Isel bei 1,1 €/kWh, beim Gemeinschaftskraftwerk Oberer Inn bei 1,0 €/kWh, beim Kraftwerk Stanzertal bei 1,0 €/kWh, beim Kraftwerk Sellrain bei 0,9 /kWh und beim Kraftwerk Sanna bei 1,1 €/kWh.

dringend geboten zu sein. Dabei sollte u. a. auch geprüft werden, inwieweit die vom Projektwerber unterstellten Szenarios für die weitere Entwicklung der Strompreise und damit der Erlössituation von RMI durch einen unabhängigen externen Experten zu validieren sind. In jedem Fall sollte die Investitionsentscheidung nur dann getroffen werden, wenn die Wirtschaftlichkeit von RMI unter Berücksichtigung sämtlicher Risiken mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten ist. Anderenfalls sollte das Projekt nicht weiter verfolgt und stattdessen alternative Investitionsvorhaben im Strom- und Wärmebereich geprüft werden.

## 5 Literatur

- [1] **Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (2013):** Projektinformationen zum Regionalkraftwerk Mittlerer Inn, verfügbar unter <http://www.ikb.at/strom/stromerzeugung/kraftwerksprojekt-rmi.html> (abgerufen am 24. Juli 2013)
- [2] **Tiroler Tageszeitung (2013):** Stadt-Grüne treten auf die Kraftwerks-Bremse, 17. Juni 2013
- [3] **Kost, C. et al (2012):** Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Version: 30. Mai 2012), Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.
- [4] **Konstantin, P. (2009):** Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, Springer, Berlin.
- [5] **Innsbrucker Kommunalbetriebe AG (2013):** Schreiben „Regionalkraftwerk Mittlerer Inn - Übergabe von Daten“ der IKB AG vom 2. August 2013 an die Mitglieder des Bürgerforums.
- [6] **International Energy Agency (IEA) (2010):** Energy Technology Perspectives 2010, IEA, Paris.
- [7] **Verbund AG (2007):** Caring for Future - Verbund Nachhaltigkeitsbericht 2006, Verbund, Wien.
- [8] **Verbund AG (2013):** Geschäftsbericht 2012, Verbund, Wien.
- [9] **E.ON AG (2013):** Geschäftsbericht 2012, E.ON, Düsseldorf.
- [10] **EVN AG (2012):** EVN Jahresfinanzbericht 2011/12, EVN, Maria Enzersdorf.
- [11] **Ernst & Young (2012):** Elektrizitätswerke-Studie 2012 – Regionale Energieversorger: Gestalter der Energiewende, Düsseldorf.
- [12] **KPMG (2012):** Kapitalkostenstudie 2012/2013, KPMG, Düsseldorf.
- [13] **Umweltsenat der Republik Österreich (2012):** Berufungsbescheid betreffend die Errichtung und den Betrieb des Vorhabens „Gemeinschaftskraftwerk Inn“, Republik Österreich, Wien.
- [14] **European Energy Exchange:** Marktdaten Strom und Erdgas, verfügbar unter [www.eex.com](http://www.eex.com).
- [15] **Neubarth, J. (2011):** Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Schwerpunktthema in Energie für Deutschland 2011, Weltenergierat - Deutschland e. V., Berlin.
- [16] **enervis energy advisors (2011):** Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung, Berlin.
- [17] **Prognos/EWI/GWS (2011):** Energieszenarien 2011, Basel, Köln, Osnabrück.
- [18] **IER/RWI/ZEW (2010):** Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), Berlin.
- [19] **r2b energy consulting/EEFA (2010):** Ökonomische Auswirkung einer Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke, Köln/Münster.
- [20] **BET (2012):** Technische Optionen zur Verbindung von Offshore-HGÜ-Kopfstationen und deren wirtschaftliche Implikation, Kurztgutachten im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie und des Offshore Forum Windenergie, Aachen.
- [21] **Knopf, B. et al (2011):** Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung und Institut für Infrastruktur und Ressourcenmanagement an der Universität Leipzig, WISO Diskurs, Bonn.



- [22] **Matthes, F. et al (2013):** Politiksznarien für den Klimaschutz VI, Umweltbundesamt, Dessau.
- [23] **Societe Generale (2013):** German Utilities - Rock bottom? No, and it could be worse, Societe General.
- [24] **Europäisches Parlament (2013):** Abänderungen des Europäischen Parlaments vom 3. Juli 2013 zu dem Vorschlag für einen Beschluss des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zur Klarstellung der Bestimmungen über den zeitlichen Ablauf von Versteigerungen von Treibhausgasemissionszertifikaten (COM(2012)0416 – C7-0203/2012 – 2012/0202(COD)), verfügbar unter <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P7-TA-2013-0310+0+DOC+XML+V0//DE> (abgerufen am 29. Juli 2013)
- [25] **Citi Investment Research & Analysis (2012):** German Power Market, Industry Overview vom 30. Mai 2012.
- [26] **Frankfurter Allgemeine (2013):** Windstilles Sommerwetter treibt Strom-Börsenstrompreis hoch (29.02.2013), verfügbar unter <http://www.faz.net/agenturmeldungen/unternehmensnachrichten/roundup-windstilles-hochsommerwetter-treibt-strom-boersenpreis-hoch-12294857.html> (abgerufen am 29. Juli 2013).
- [27] **Gemeinde Sellrain (2012):** Protokoll über die öffentliche Gemeinderatssitzung vom 30.08.2012, verfügbar unter [http://www.sellrain.tirol.gv.at/gemeindeamt/html/223528842\\_1.pdf](http://www.sellrain.tirol.gv.at/gemeindeamt/html/223528842_1.pdf) (abgerufen am 16. August 2013)
- [28] **Gemeinde Kematen in Tirol (2013):** Niederschrift über die am 29.01.2013 um 19:00 Uhr im Sitzungssaal der Gemeine Kematen stattgefundene 23. Sitzung des Gemeinderats, verfügbar unter [http://kematenintiro.at/uploads/media/GR\\_23-29.01.2013.pdf?PHPSESSID=069f75f65e934aa7321-a9ab0456a9c71](http://kematenintiro.at/uploads/media/GR_23-29.01.2013.pdf?PHPSESSID=069f75f65e934aa7321-a9ab0456a9c71) (abgerufen am 16. August 2013)